新能源基地柔性直流送出系统小扰动强度评估方法

马富艺龙[1] 辛焕海[1] 刘晨曦[1] 李诗旸[2] 袁辉[1] 代江[3]
（1. 浙江大学电气工程学院 杭州 310027）
（2. 南方电网科学研究院 广州 510623）
（3. 贵州电网有限责任公司电力调度控制中心 贵阳 550002）

摘要 系统强度概念常用于描述系统电压响应性能和量化安全稳定水平，其中基于短路比的强度量化指标在描述新能源送出极限时具有简单直观的特点。然而，现有基于短路比的分析基础是以同步机提供短路容量或电压支撑为前提，难以适用于无同步机支撑的新能源基地柔性直流送出系统。为此，本文从小扰动角度探讨新能源基地柔性直流送出系统的强度评估和分析问题，首先推导了该系统中多端口电流对母线电压的灵敏度传递函数矩阵，阐述了受扰后母线电压响应与系统静态电压稳定/小扰动同步稳定的定性关系。其次，基于送端柔直电压源等值思路，并结合新能源设备临界短路比提出了系统强度源-网分离的评估方法，将广义短路比推广应用到全电力电子系统。所提出的方法能快速分析在系统运行点处的静态电压稳定/小扰动同步稳定裕度，确定系统强度的薄弱环节以及系统强度提升的优化路径。最后，多风电场经柔性直流送出系统算例验证了评估方法的有效性。

关键词：系统强度 广义短路比 可再生能源基地 多频段稳定性 传输极限

中图分类号：TM712

Small-Disturbance System Strength Assessment Method for Renewables VSC-HVDC Delivery System

Ma Fuyilong[1] *Xin Huanhai*[1] *Liu Chenxi*[1] *Li Shiyang*[2] *Yuan Hui*[1] *Dai Jiang*[3]
（1. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027 China）
（2. Electric Power Research Institute, CSG, Guangzhou 510663 China）
（3. Guizhou Power Dispatching Center, Guiyang 550002 China）

Abstract System strength is generally used to describe the voltage response performance under a disturbance and quantify the stability margin. The system strength indicated by short-circuit ratio (SCR) has provided a simple and intuitive reference for grid operators. However, the existing SCR-based methods rely on the premise that synchronous generators provide short-circuit capacity and voltage support. Due to this premise, these methods are unsuitable for renewables delivery systems with voltage source converter-based high voltage direct current (VSC-HVDC), where all apparatuses are power-electronic interfaces. This paper aims to respond the system strength evaluation problem in terms of small-disturbance analysis. Firstly, the sensitivity transfer function matrix of the bus voltage to the renewables multi-feed current is derived and the relationship between the voltage performance and stability is illustrated; Secondly, the generalized short-circuit ratio is extended into the renewables VSC-HVDC delivery system based on the voltage-source equivalent modeling of VSC-HVDC; Then, by combing the apparatus critical SCR and generalized short-circuit ratio, a source-grid separation method can be further proposed to quantify the system strength of such a system. The proposed method can assess the static voltage stability margin or small-disturbance synchronous stability margin at the operating point and determine the critical bus of system strength and the optimization path of system strength improvement. Finally, the proposed method is verified by simulation in multiple wind plants with VSC-HVDC.

Keywords: System strength, generalized short-circuit ratio, renewable energy base, multiband stability, transmission limit

国家自然科学基金资助项目（U2166204）；贵州电网公司科技项目资助(GZKJXM20222225)
收稿日期 2023-02-14 改稿日期 2023-06-05

0 引言

为实现“碳达峰、碳中和”目标，我国正在构建以新能源为主体的新型电力系统[1]。为了充分发挥区域风-光资源禀赋，促进可再生能源消纳，电网出现了新能源汇集后经柔性直流（voltage source converter based high voltage direct current, VSC-HVDC）送出的输电系统（后文简称为送出系统）[2]，常见于海上风电[3]以及沙戈荒新能源基地等，是新型电力系统中的典型形态之一。

当新能源汇集距离增加、容量增大，交流系统电压支撑能力相对变弱[4]，可能诱发电压失稳与振荡稳定问题，成为了制约新能源外送水平的主要瓶颈[3]。现有研究多基于简化后的新能源场站与 VSC-HVDC 互联系统分析了该类稳定问题的主要影响因素。例如，文献[5]与文献[6]基于时域状态空间法分别研究了直驱风电、双馈风电场与 VSC-HVDC 互联系统的主导特征值轨迹，结果表明振荡特性与电网运行方式强相关，风电场馈入断面的传输功率增大时，系统振荡风险也越大；文献[5]表明在风电并网距离增加的情况下也容易引发振荡。此外，送出系统动态特性由新能源变流器与 VSC-HVDC 全电力电子控制主导，对送出系统安全稳定运行也构成了全新挑战。例如，文献[7]分析了 VSC-HVDC 交流电压控制和风机锁相环控制之间相互耦合而引发的振荡风险；文献[8]讨论了优化 VSC-HVDC 控制以提升系统稳定性。

在分析包含多新能源场站的大系统时，一般需依据电磁暂态仿真进行详细计算。鉴于主导稳定问题表现出与新能源馈入断面传输极限强相关的特征，电网规划和设计阶段常通过短路比（short circuit ratio, SCR）评估系统电压支撑强度[10]（后文简称系统强度），从宏观上认知系统动态特性，进而快速获知给定运行方式下的稳定裕度，筛选出失稳风险较高的情形。已有多种短路比指标应用于大规模新能源接入后的系统强度评估。例如，文献[9]基于短路比提出了计及非同步机电源作用的电压刚度指标，从物理上表征稳态运行时的电网强弱；文献[10]提出了新能源多场站短路比指标，并依据潮流方程计算短路比临界值，但该临界值会随电网的变化而剧烈波动，缺乏客观的标准值；文献[11]计及了新能源动态特性对稳定性的影响，从小扰动稳定性的角度提出了广义短路比指标。

然而，现有短路比计算是以同步机提供短路容量或电压支撑为前提，而新能源基地经 VSC-HVDC 送出场景具有无常规同步电源支撑的特点，现有评估方法在送出系统中的适用性尚不明晰。如何利用系统强度快速获知给定运行方式下系统的稳定裕度缺乏体系化方法，这为电网规划运行与海量新能源的控制协调带来困扰。

为此，本文从小扰动角度聚焦送出系统强度评估问题，首先通过分析送出系统电压动态响应，阐述了系统强度与稳定性之间关系（若不特殊说明，本文所讨论的稳定性指静态电压稳定性与锁相环带宽内的小扰动同步稳定性）；并类比了送端 VSC-HVDC 与同步机的电压源等值阻抗特性，从多端口电流-电压网络灵敏度的视角将广义短路比指标推广到全力电子送出系统，提出了该系统广义短路比及其临界值计算方法，进而实现了强度量化评估；最后利用多风电场站经柔性直流送出系统的算例验证了方法的有效性。

1 问题描述

1.1 系统强度评估需求

考虑如图 1 所示的新能源基地经 VSC-HVDC 送出系统。图中，送端柔直换流站（后文简称为送端 VSC-HVDC）工作在整流状态以实现新能源功率经直流外送，同时为交流电网稳定运行提供电压-频率支撑；新能源基地内包含多个风光新能源场站，其中新能源变流器采用锁相环跟网型控制。

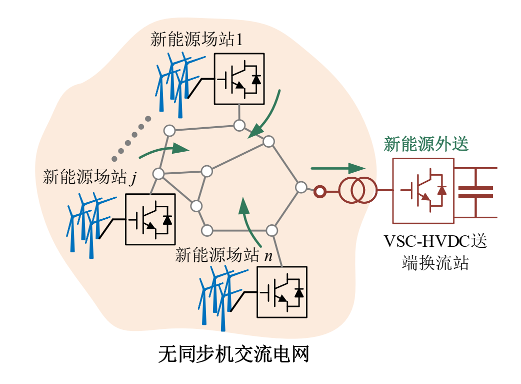


图 1 新能源基地经 VSC-HVDC 换流站送出系统示意图

Fig.1 Diagram of sending-end renewables transmission system via VSC-HVDC

现有研究表明，跟网型新能源并网发电受到与馈入断面强相关的静态电压稳定和小扰动同步稳定制约，必须适应当前系统强度[12]，否则存在振荡等稳定风险。因此，从保障新能源并网安全稳定的需求出发，有必要准确度量当前送出系统强度水平。

另一方面，基于短路比的系统强度评估能快速

指示系统运行点的存在性及稳定性，提供工程实用化参考。短路比小于其临界阈值时即表明当前系统强度低、失稳风险高[13]。基于短路比的系统强度评估具有简单直观的优势。因此，从快速获知运行点稳定裕度的工程需求出发，有必要构建送出系统强度评估方法。

1.2　短路比思路的可扩展性问题

目前基于短路比指标的强度评估依赖于同步机提供短路电流/容量的假设前提[14]。尽管一些学者还提出了根据电压变化量的短路比算法[10]，但仍基于短路计算中的同步机电网等值模型。例如，新能源单机无穷大系统中，并网母线处的 SCR 须通过计算电网中同步机电源提供的短路电流水平，比较交流系统短路容量 S_{short} 与所接入设备容量 S_B 得到：

$$SCR = \frac{S_{\text{short}}}{S_B} = \frac{U_N^2 / S_B}{Z} = \frac{1}{Z_{p.u.}} \tag{1}$$

式中，U_{N} 为母线额定电压，Z 为电网等值阻抗。

从短路计算的角度看，图 1 所示的新能源基地经 VSC-HVDC 送出系统呈现全电力电子特征，不存在同步机电源提供短路电流；而且电力电子设备控制切换、限幅等非线性因素导致送出系统中短路电流的性质复杂[9]，这使得送出系统强度难以通过式(1)的短路比方法简单易行地评估，快速量化稳定裕度也存在挑战。

然而，短路比本质上是由阻抗或导纳反映的一种灵敏度。正如式(1)所示，短路比等价于折算到设备容量基准下电网等值阻抗的倒数[11]，描述的是新能源并网母线到电网等效电压源母线之间的相对电气距离：短路比越大，相对电气距离越近，并网点处受电压源的支撑作用越强，母线电压受到馈入电流的影响越不灵敏。传统短路比与同步机短路容量相关联则是因为短路电流恰好反映了该灵敏度[20]。因此，从灵敏度视角看，基于短路比的评估思路可以推广到无同步机支撑的全电力电子系统。由此引出如下待解决的问题：

问题：如何将短路比的思路推广到送出系统强度评估，并用于快速分析和量化送出系统静态电压稳定与小扰动同步稳定裕度?

2　灵敏度视角下送出系统强度描述

为了回答上述问题，本节首先刻画受扰母线电压对多新能源场站馈入电流的灵敏度关系，阐明受扰后母线电压响应与系统稳定性之间的定性关系。

2.1　送出系统动态建模

图 1 所示的新能源基地 VSC-HVDC 送出系统在受到小扰动后，其动态可通过系统内各元件的线性化方程来描述。为了便于表示受扰后母线电压响应，采用频域阻抗/导纳传递函数建模。

在全局同步旋转 xy 坐标系下，可以建立图 2 中以扰动电流为输入变量，母线电压为输出变量的闭环系统模型。图中，$\Delta\boldsymbol{I}_{per}(s)$表示装备并网母线处并联叠加的小扰动电流向量，$\Delta\boldsymbol{V}_{xy}(s)$表示装备并网母线电压微增量，$\Delta\boldsymbol{I}_{xy}(s)$表示装备并网端口馈入电流微增量，$\boldsymbol{Y}_{NET}(s)$表示交流网络导纳传递函数矩阵，$\boldsymbol{Y}_{PE}(s)$表示送端 VSC-HVDC、新能源场站等电力电子装备的导纳传递函数矩阵。以下具体介绍各传递函数矩阵的解析表达式。

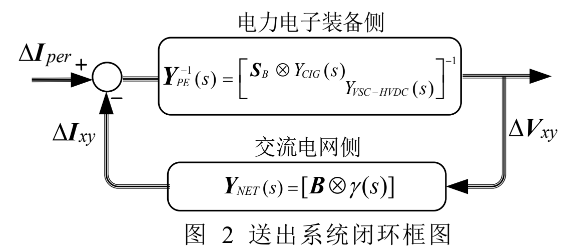


图 2　送出系统闭环框图

Fig.2 Closed-loop diagram of a sending-end system

2.1.1　交流电网模型

图 2 中网络导纳传递函数矩阵 $\boldsymbol{Y}_{NET}(s)$表示了一定假设条件下[11]各装备馈入电流与母线电压之间的多端口灵敏度关系：

$$\Delta\boldsymbol{I}_{xy} = [\boldsymbol{B}\otimes\gamma(s)]\Delta\boldsymbol{V}_{xy} \tag{2}$$

$$\gamma(s) = \begin{bmatrix} \beta(s) & \alpha(s) \\ -\alpha(s) & \beta(s) \end{bmatrix} \tag{3}$$

式中，下标 xy 表示全局同步旋转坐标系，ω_0=100π rad/s 是其旋转角频率；$\boldsymbol{B}\in\mathbb{R}^{(n+1)\times(n+1)}$是网络导纳矩阵，保留了基地内的 n 个新能源场站与送端 VSC-HVDC 所在 n+1 个母线间的互联关系，不妨令送端 VSC-HVDC 位于第 n+1 个节点；$\Delta\boldsymbol{I}_{xy}=[\Delta I_{xy1},\dots,\Delta I_{xy,n+1}]^{\top}$即为图 2 中新能源及 VSC-HVDC 馈入电网电流列向量，相应地，$\Delta\boldsymbol{V}_{xy}=[\Delta V_{xy1},\dots,\Delta V_{xy,n+1}]^{\top}$即为母线电压列向量；$\beta(s)=s\omega_0/(s^2+\omega_0^2)$，$\alpha(s)=\omega_0^2/(s^2+\omega_0^2)$；$\otimes$表示 Kronecker 积。

值得一提的是，式(2)中的交流电网模型是通用的，不局限于特定的送出系统拓扑结构，比如链式、干线式等[5]，这使分析结果能适应未来更加多样的新能源送出系统拓扑。

2.1.2　送端 VSC-HVDC 及新能源基地导纳模型

图 2 中导纳传递函数矩阵 $\boldsymbol{Y}_{PE}(s)$包含多新能源

场站和送端 VSC-HVDC 动态，下面依次介绍。

参考文献[5]与[15]，送端 VSC-HVDC 并网电路与控制结构如图 3 所示。系统内新能源发电功率输送到汇流母线后，经升压变压器至送端 VSC-HVDC；送端 VSC-HVDC 采用定电压-定频率（V-F）控制结构，并由电压-电流双闭环控制维持网侧交流电压为额定值。图中，L_{ac} 为换流电感，C_f 为交流滤波器等效电容，L_T 是升压变压器漏感。V_{abc} 和 I_{abc} 分别是送端 VSC-HVDC 汇流母线电压与输出电流，V_{cabc} 和 I_{cabc} 分别网侧电压和电流，U^*_{abc} 为换流器期望的输出电压。考虑受端换流站对直流电压控制作用较强，其通过直流环节对送端交流系统稳定性的影响小[5]，故图 3 中用直流电压源替代简化。此外，本文重点关注的是弱系统下送端 VSC-HVDC 与新能源的交互作用而非它的内部动态，为简便采用两电平建模。

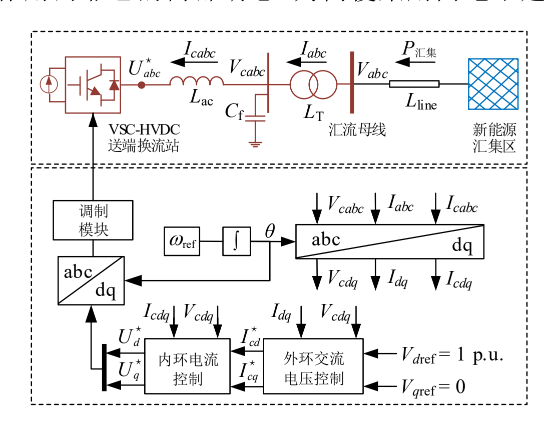


图 3 VSC-HVDC 送端换流站并网电路及控制结构

Fig.3 Grid-connected circuit and control structure of VSC-HVDC sending-end station

结合图 3 推得从汇流母线看进去的送端 VSC-HVDC 导纳传递函数模型为：

$$\Delta I_{xy} = Y_{VSC-HVDC}(s)\Delta V_{xy} \tag{4}$$

其中，$\Delta I_{xy} = [\Delta I_x, \Delta I_y]^{\top}$ 是送端 VSC-HVDC 输出电流微增量，$\Delta V_{xy} = [\Delta V_x, \Delta V_y]^{\top}$ 是汇流母线电压微增量。$Y_{VSC\text{-}HVDC}(s)$是端口 2×2 维导纳传递函数矩阵，其详细表达式与推导见附录 A。

关于风电、光伏等新能源建模，已有大量文献讨论这些变流器接口发电设备(converter-interfaced generator, CIG)的动态模型，后文采用文献[16]中导纳传递函数模型。另外，不失一般性，考虑系统内所有新能源发电设备同构，新能源场站与单个设备的动态特性相似[7]，即每个新能源场站按照容量倍乘原则等效为单机设备，进而 n 个新能源场站的导纳传递函数矩阵为：

$$\Delta \boldsymbol{I}_{xy} = \boldsymbol{S}_B \otimes Y_{CIG}(s)\Delta \boldsymbol{V}_{xy} \tag{5}$$

式中，$\boldsymbol{S}_B$=diag(S_{Bj})为容量比矩阵，对角元 S_{Bj} 记为第 j 个新能源场站额定容量与系统基准容量之比，基准容量取送端 VSC-HVDC 的额定容量；$Y_{CIG}(s)$表示新能源单机设备的 2×2 维导纳传递函数矩阵。

2.2 稳定性与送出系统强度的定性关系

系统强度是描述系统电压响应性能的定性概念。根据频域理论[21]，受扰后各装备并网母线电压作为输出变量，能反映图 2 所示送出系统的闭环稳定性，即稳定性通过系统强度来定性反映。为了避免母线电压出现大幅跌落或剧烈振荡等系统强度不足的现象[14]，系统的静态电压稳定性与小扰动稳定性应被保证且留有一定裕度。

具体地，小扰动稳定性由式(6)中的主导特征值决定，本文聚焦于跟网型新能源设备锁相环带宽内的次/超同步振荡模式；静态电压稳定性是小扰动稳定性在 s=0 处的特例，即关注系统的工频特性[11]。它们都属于结构稳定或特征值问题，故分析模型在数学上可用式(6)统一描述。

$$0 = \det\left\{\begin{bmatrix} \boldsymbol{S}_B \otimes Y_{CIG}(s) & \\ & Y_{VSC-HVDC}(s) \end{bmatrix} + \boldsymbol{B} \otimes \gamma(s)\right\} \tag{6}$$

其中，det{·}记为求矩阵行列式函数。

值得一提的是，关注新能源接入前后母线电压的升降也是一种工程上对系统强度的认识，但电压升降仅影响工频电路求解，由此引申出的系统强度认识仅与静态稳定性相关，难以反映电力电子设备多时间尺度动态环节影响下的小扰动稳定性。

3 基于广义短路比的送出系统强度评估

本节基于上述对系统强度的定性认识，将广义短路比理论推广到送出系统中，进而提出送出系统强度量化方法。

3.1 送出系统广义短路比

3.1.1 送端 VSC-HVDC 电压源等值分析

考虑到送端 VSC-HVDC 发挥了类似于同步机在传统电力系统中的电压支撑作用[9]，本小节类比同步机经典等值电路，提出适用于静态电压稳定与小扰动同步稳定分析的送端 VSC-HVDC 等值方法，以简化系统强度评估。

受扰下送端 VSC-HVDC 的电压支撑作用取决于主电路与双闭环控制参数，通过受控电压源与等效阻抗串联的电路方程反映：

$$K_V(s)\Delta \boldsymbol{V}_{\rm ref} = \Delta \boldsymbol{V} - Z_{VH}(s)\Delta \boldsymbol{I} \tag{7}$$

$$Z_{VH}(s) = Z_C(s)//Z_L(s) + Z_T(s) \approx Z_L(s) + Z_T(s) \tag{8}$$

式中，$\Delta\boldsymbol{V}$=ΔV_x+$j\Delta V_y$ 与 $\Delta\boldsymbol{I}$=ΔI_x+$j\Delta I_y$ 分别表示

汇流母线处的正序电压和正序输出电流动态；$K_V(s)$是电压控制参考相关的传递函数矩阵，小扰动下有$\Delta \boldsymbol{V}_{\rm ref}=\Delta V_{\rm dref}+j\Delta V_{\rm qref}=0$，故式(7)等式左侧视为受控电压源项；$Z_{VH}(s)$为送端 VSC-HVDC 正序阻抗传递函数，由容性滤波器阻抗传递函数 $Z_C(s)$、升压变电抗传递函数 $Z_T(s)$以及包含双闭环电压控制的阻抗传递函数 $Z_L(s)$串并联组成，详细表达式见附录 A。

上述序阻抗模型建立于同步旋转坐标系[17]，与静止坐标系下的经典序阻抗仅在频率上相差基频，稳定分析结果等价。同时，基于正序阻抗的分析在所关注的频段内一般是有效的[17]，而且送端 VSC-HVDC 的正、负序阻抗之间对称解耦，依据正序阻抗传递函数 $Z_{VH}(s)$也可知负序阻抗形式[17]，故以下主要讨论正序阻抗。

注意到，在所关注的次/超同步振荡问题对应的频段内，即同步旋转坐标系下 0-100Hz 频段，送端 VSC-HVDC 阻抗 $Z_{VH}(s)$具有以下特点：首先，并联容抗项 $Z_C(s)$通常对高频影响大，该频段内可忽略，$Z_{VH}(s)$ 由 $Z_T(s)+Z_L(s)$ 的串联阻抗主导；其次，$Z_T(s)+Z_L(s)$阻抗频域曲线尽管由于控制作用呈现非线性，但整体表现出电感/电抗的特性，如图 4 所示。图 4 为 4 组不同的电压与电流控制参数集下的 $Z_{VH}(s)$特性，电压-电流环控制参数集见表 1，其余参数不作变动见附录表 B1。

根据送端 VSC-HVDC 交流侧阻抗的以上特征，可利用等值电感/电抗去近似该频段内的阻抗特性。首先，假定等值电抗解析式为：

$$Z_{eq}(s)=sL_{eq}+j\omega_0 L_{eq} \tag{9}$$

其中，L_{eq}为待定的等值电感参数。

然后，令 $s=j\omega$，依据阻抗扫频结果近似获取等值电感的过程，可描述为一个具有不等式约束的最小二乘问题：

$$\begin{cases}\min\left\|Z_{eq}(j\omega,L_{eq})-Z_{VH}(j\omega)\right\|^2\\ s.t.\left|Z_{eq}(j\omega,L_{eq})\right|\geq\left|Z_{VH}(j\omega)\right|,\omega_1\leq\omega\leq\omega_2\end{cases} \tag{10}$$

式中，ω_1 和 ω_2 构成的频率区域是潜在振荡频率 ω_c 的邻域，振荡频率满足 $\omega_c\in(\omega_1,\omega_2)$。在振荡频率附近所得的等值结果一般较准确[17]，但如何获取潜在振荡频率并不是本文讨论的重点，故这里不妨取 $\omega_1=0$ 和 $\omega_2=2\omega_0$ 来覆盖所关注的 0-100Hz 频段，之后的仿真算例验证了这种扩大分析区间的做法误差较小。此外，约束条件中要求等值电感幅值是实际阻抗幅值的上界，是保证等值结果应用于后续系统强度评估时具备一定鲁棒性[21]。

按照上述等值方法，表 1 中各参数集下的等值电感可依次求出。例如，参数集 4 对应的等值电抗频域特性如图 4 虚线所示，等值电感为 L_{eq}=0.164 p.u.，其余参数集下的等值结果总结在表 1 中。值得一提的是，由于等值电感是线性元件，送端 VSC-HVDC 交流侧阻抗等值方法在数学上可看作是其分段线性化结果，在一定范围内由低阶的动态环节近似高阶模型以简化分析[17]。

需要说明的是，所提出的等值方法主要关注送端 VSC-HVDC 双闭环电压控制的影响，但实际送端柔直内部动态复杂，包含多种控制环节，这使得其阻抗特性更加多变，不一定呈现感性。尽管基于线性化的等值方法仍可以实施，但需要考虑等值结果与实际阻抗之间的误差，此时一种有效的思路是将该误差视作模型不确定性，从鲁棒稳定的角度保证等值结果的可靠性[19]。

表 1 四种 VSC-HVDC 控制 PI 参数集下的等值电感大小

Tab.1 The values of equivalent inductance with four VSC-HVDC PI control parameter sets parameters of VSC-HVDC

参数集	电压外环 PI(K_{PV}, K_{IV})	电流内环 PI(K_{PI}, K_{II})	等值电感 L_{eq}
1	(6, 10)	(0.8, 12)	0.114 p.u.
2	(3, 10)	(0.4, 20)	0.135 p.u.
3	(3, 50)	(0.3, 12)	0.144 p.u.
4	(2, 50)	(0.3, 20)	0.164 p.u.

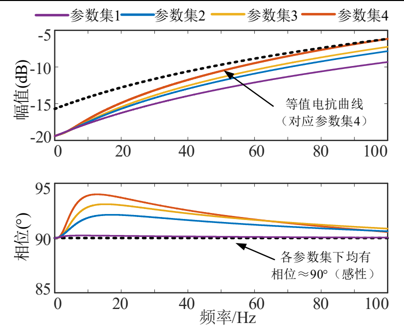


图 4 不同控制参数集下送端 VSC-HVDC 阻抗频域特性

Fig. 4 Frequency domain characteristics of impedance of VSC-HVDC under different parameters

从物理意义上看，送端 VSC-HVDC 等值模型可类比于考虑励磁控制的同步机经典模型。对于同步机，根据励磁绕组磁链恒定的假设可以导出利用同步电抗或暂态电抗描述的同步机经典模型[22]，在计入自动电压控制（automatic voltage regulator, AVR）动态后，励磁磁链改变以控制机端电压，那么此时等值电抗自然随着 AVR 控制参数而变；考虑双闭环电压控制的送端 VSC-HVDC 等值模型（如图 5 所示）也具有这样的特点，每一组电压控制参数对应于一个等值电感值，反映了等效电压源到送端 VSC-

HVDC 交流侧汇流母线处的电气距离，等值电感值越小表示电气距离越近，送端 VSC-HVDC 控制对汇流母线处电压支撑作用越强。

综上，等值模型可反映静态/动态过程中送端 VSC-HVDC 的外特性，可根据所关注的稳定性问题选择相应的等值模型：

1）小扰动同步稳定性分析：在送出系统振荡频率 ω_c 附近利用所提方法计算等值电感 L_{eq} 或等值电抗 $Z_{eq}(s)$，其大小与送端 VSC-HVDC 双闭环电压控制特性密切相关，反映了受扰后送端 VSC-HVDC 的动态电压支撑。

2）静态电压稳定性分析：静态时送端 VSC-HVDC 控制实现定电压目标，故零频处(ω=0)的等值电抗等于升压变压器漏电抗 $X_T=\omega_0 L_T$，等值电感取 $L_{eq}=L_T$。

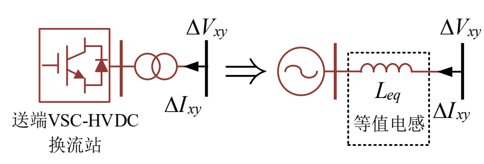


图 5 送端 VSC-HVDC 换流站等值模型

Fig. 5 Equivalent modeling of VSC-HVDC sending-end station

3.1.2 广义短路比计算

静态或小扰动分析中，系统动态方程经线性化后电压源母线（电路上等价为无穷大电压母线）动态为零视为接地[11]，故图 5 中的送端 VSC-HVDC 等值电感作为对地支路可归入电网侧，即电网的节点导纳矩阵 $\boldsymbol{B}$ 作如下修正：

$$B'_{ii} = B_{ii} + B_{eq}, i = n+1 \tag{11}$$

式中，B_{ii} 记为导纳矩阵 $\boldsymbol{B}$ 的第 n+1 个对角元素，对应送端 VSC-HVDC 所接入的第 n+1 个汇流母线；B_{eq}=1/($\omega_0 L_{eq}$)是送端 VSC-HVDC 等值电感的电纳，位于对地支路，用于分析静态电压稳定性或小扰动同步稳定性分析等值电感值不同，修正节点导纳矩阵时应按上节方法选取；B'_{ii} 记为修正后节点导纳矩阵 $\boldsymbol{B}' \in \mathbb{R}^{(n+1)\times(n+1)}$ 的对角元素。

基于网络导纳的修正，式(6)中的送出系统可进一步通过特征方程等价变换解耦为 n 个新能源单机无穷大系统：

$$\begin{aligned} 0 &= \det\left\{\begin{bmatrix} \boldsymbol{I}_n \otimes Y_{CIG}(s) & \\ & \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \boldsymbol{S}_B^{-1}\boldsymbol{B}'_{nn} & \boldsymbol{S}_B^{-1}\boldsymbol{B}'_{n,n+1} \\ \boldsymbol{B}'_{n+1,n} & \boldsymbol{B}'_{n+1,n+1} \end{bmatrix} \otimes \gamma(s)\right\} \\ &= \det\{\boldsymbol{I}_n \otimes Y_{CIG}(s) + \boldsymbol{S}_B^{-1}\boldsymbol{B}'_n \otimes \gamma(s)\} \\ &= \prod_{j=1}^{n} \det\{Y_{CIG}(s) + \lambda_j \gamma(s)\} \end{aligned} \tag{12}$$

式中，$\boldsymbol{B}'_n = \boldsymbol{B}'_{nn} - \boldsymbol{B}'_{n,n+1}\boldsymbol{B}'^{-1}_{n+1,n+1}\boldsymbol{B}'_{n+1,n}$ 是矩阵 $\boldsymbol{B}'$ 仅保留新能源接入的 n 个节点所得网络矩阵；$\boldsymbol{I}_n$ 是 n 阶单位矩阵，λ_j 是矩阵 $\boldsymbol{S}_B^{-1}\boldsymbol{B}'_n$ 的第 j 个特征值（$0 < \lambda_1 < \lambda_2 \le \ldots \le \lambda_n$，$j$=1,…,$n$）；$\Pi$ 表示连乘。

由式(11)-(12)知，送出系统中各新能源并网母线到电网中等效电压源母线间的电气距离可以转化为在模态坐标下量化 n 个新能源单机到等效电压源的电气距离，如图 6 所示。特别地，图 6 所示的系统稳定性取决于矩阵最小特征值 λ_1 对应的单机子系统[11]，其物理意义是新能源单机经由最低短路比 λ_1 的电网并入等效电压源母线，该并网设备到电压源母线之间的电气距离最远也最容易失稳。根据文献[20]，该短路比 λ_1 是量化系统强度的关键参数，是广义短路比(generalized short-circuit ratio, $gSCR$)在送出系统中的推广。

广义短路比：矩阵 $\boldsymbol{S}_B^{-1}\boldsymbol{B}'_n$ 的最小特征值与 $gSCR$[11] 具有相同的数学性质和物理意义，表示为：

$$gSCR := \lambda_1 = \underline{\lambda}(\boldsymbol{S}_B^{-1}\boldsymbol{B}'_n) = \underline{\sigma}(\boldsymbol{S}_B^{-1/2}\boldsymbol{B}'_n\boldsymbol{S}_B^{-1/2}) \tag{13}$$

式中，$\underline{\lambda}(\cdot)$ 与 $\underline{\sigma}(\cdot)$ 分别表示矩阵的最小特征值与奇异值。

与现有短路比方法相比，式(13)中的广义短路比不依赖于短路分析计算，而是根据多端口电压对电流的灵敏度与矩阵理论将 $gSCR$ 推广应用到送出系统，反映了新能源并网母线到电网等效无穷大母线间的综合电气距离。同时，$gSCR$ 可计及送端 VSC-HVDC 快速控制响应造成的静态/动态电压支撑特性，为下一步基于 $gSCR$ 快速量化系统静态电压稳定与小扰动稳定裕度提供理论基础。

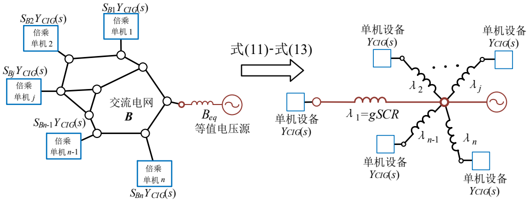


图 6 送出系统的广义短路比导出示意图

Fig. 6 Derivation of gSCR for sending-end system

3.2 送出系统强度源-网分离评估方法

为了使基于广义短路比的系统强度评估能够反映系统稳定裕度，如何确定系统临界失稳下的送出系统临界广义短路比(critical generalized short-circuit ratio, $CgSCR$)是系统强度评估的关键环节。对于跟网型新能源单机系统，存在最小的电网短路比 SCR_0 以保证新能源设备接入后恰好适应电网而不失稳，称之为设备临界短路比[20]。设备临界短路比 SCR_0 反映了新能源设备对弱电网的耐受能力。由上

节可知，送出系统与最弱单机系统稳定性等价，物理上对应 *CgSCR* 恰好达到单机设备临界短路比 SCR_0 时，送出系统发生静态电压失稳或小扰动同步失稳，即 *CgSCR* 满足下式：

$$0=\det\{Y_{CIG}(s_c)+CgSCR\cdot\gamma(s_c)\}\Rightarrow CgSCR=SCR_0 \quad (14)$$

式中，$s_c=j\omega_c$ 是系统振荡失稳时的主导特征值，静态电压失稳时 $s_c=0$。

因此，系统强度评估可通过源-网分离实现：结合基于电网信息导出的广义短路比(*gSCR*)与新能源设备临界短路比($CgSCR=SCR_0$)判别系统稳定性及稳定裕度。若 *gSCR*<*CgSCR* 则表明系统存在失稳风险；若 *gSCR*≥*CgSCR* 则判定系统稳定，且数值越大说明稳定裕度越大；进一步地，考虑工程应用中一般需要留取足够的裕度以远离失稳边界，可定义 *gSCR* 和 SCR_0 的相对值 β%为裕度指标，定量地构建如式(15)-(16)所示的系统强度判据。

系统强度判据：裕度指标 β%可量化送出系统强度能否足以保证送出系统的静态电压稳定性或小扰动同步稳定性。例如，需保留至少 20%的裕度时，系统强度的 β%值应满足：

$$\beta\%\triangleq\frac{gSCR-SCR_0}{SCR_0}\times100\%\geq\beta_0\%=20\% \quad (15)$$

或

$$gSCR\geq(1+\beta\%)\cdot SCR_0=120\%SCR_0 \quad (16)$$

上述系统强度评估可从源-网侧分离开展，而后将结果综合，有利于简化系统层面的稳定性分析流程。式(15)或式(16)中的 *gSCR* 和 *CgSCR* 可分别获取：*gSCR* 取决于交流电网、送端 VSC-HVDC 等值电感参数与新能源设备容量等参数；*CgSCR* 等于新能源设备临界短路比 SCR_0，其大小取决于设备自身控制参数，易通过设备厂家解析计算或仿真测试获得。实现源网分离的好处还在于明确了系统强度的提升路径，应从增大 *gSCR* 和降低 SCR_0 的角度提出优化措施[20]，以确保系统强度满足式(15)或式(16)。

需要说明的是，由于新能源场站采用单机倍乘模型简化，设备临界短路比在一定程度上反映了场站层面的动态特性，但尚未考虑场站内部的辅助设备（例如，静止无功补偿器），以及风速等影响下设备运行点的差异等，这些因素使得确定场站层面的临界短路比较为困难，进而考虑上述复杂因素的送出系统强度评估方法还需深入研究。

图 7 总结了系统强度具体评估流程：

1）送端 VSC-HVDC 电压源等值：根据静态电压稳定性/小扰动同步稳定性分析专题，求解不同送端 VSC-HVDC 控制参数下的等值电感 L_{eq} (式(9)-式(10))；

2）解析计算广义短路比：利用等值参数修正网络导纳矩阵 ***B*** 为 $\boldsymbol{B}'_n$ (式(11))；结合新能源容量矩阵 $\boldsymbol{S}_{\mathrm{B}}$，由当前电网信息求取 *gSCR*，即矩阵 $\boldsymbol{S}_B^{-1}\boldsymbol{B}'_n$ 的最小特征值 λ_1(式(13))；

3）获取临界广义短路比：*CgSCR* 等于新能源设备临界短路比 SCR_0，由已知模型解析或由新能源厂家单机并网测试得到；

4）根据广义短路比（*gSCR*）与临界广义短路比（*CgSCR*）间的相对差值 β%判别送出系统强度是否满足工程需要的 β_0% (式(15)-式(16))，并给出当前系统静态电压稳定/小扰动同步稳定裕度 β%。

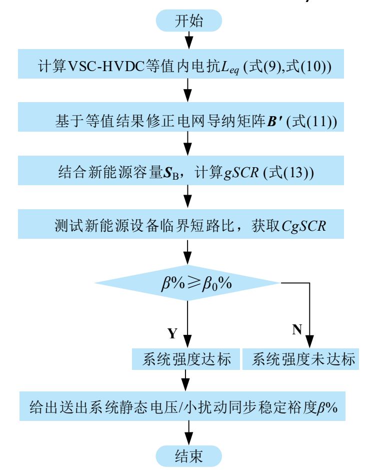


图 7 基于广义短路比的送出系统强度评估方法流程图

Fig. 7 Flow chart of system strength assessment based on gSCR in sending-end system

3.3 方法适用场景讨论

所提出的方法可为多种场景下的系统强度评估提供一种普适思路。例如，新能源基地经弱交流同步电网送出场景中外部电网通过多端口戴维南等值，可看作是送出系统单条汇流母线等值扩展到多条母线/端口，不增加分析的复杂性；方法也可推广到不含有无穷大母线的微电网场景中评估系统强度，这是因为送出系统可看作是一种特殊的组网型-跟网型混联系统。还值得一提的是，基于系统强度评估结果还可以识别系统薄弱线路，指导组网型新能源/储能等设备优化配置[23]，实现系统精准补强。

由于所提出的方法主要关注与馈入断面强相关的小扰动同步稳定和电压稳定模态，其应用场合也有局限性，例如，由串联补偿电容参与的次/超同步振荡，以及并联补偿电容等无源滤波器参与下的谐波谐振和不稳定等与系统强度之间并没有强相关性，尚无法利用短路比分析。

4 算例分析

为了验证送出系统强度评估方法的有效性，本节针对多风电场经 VSC-HVDC 送出系统进行案例分析，系统单线图见附录 B 中的图 B1。该新能源基地内包含 4 个等值风电场站(n=4)，等值风电场由 35/220kV 变压器升压后接入电网；新能源功率由输电网送至汇流母线，而后经 220/330kV 升压变压器接入送端 VSC-HVDC 换流站。送端 VSC-HVDC 参数和等值风电场参数分别见附录 B 中的表 B1 和表 B2，线路参数见表 B3。案例中所有直驱风机具有相同的型号与典型参数，场站模型按单机容量倍乘原则等值得到，涵盖直驱风电机组典型控制结构，见附录图 B2。

4.1 系统强度理论计算

首先，基于源网分离的分析思路，在仿真环境中搭建具有表 B2 典型参数的直驱风机单机无穷大并网系统，通过修改并网线路距离，测试直驱风机设备临界短路比为 SCR_0=3.30。

其次，依据第 3 节表 1 中的 VSC-HVDC 控制参数集相应地设置 4 组仿真算例，其他参数不变(且各风电场站均处于额定运行工况，4 组算例中稳态运行点相同)。

按照图 7 所示的基于广义短路比的送出系统强度评估流程，分别解析地计算 4 组算例中 gSCR，CgSCR 与系统强度指标 β%值，列写于表 2 中（为简单起见，本节算例设置阈值 β_0%=0，β%≥0 表示判定系统稳定）。例如：当送端 VSC-HVDC 控制参数取表 1 中的参数集 1，对应的等值电抗值为 0.114p.u.；将其作为边界条件之一结合网络参数和设备容量信息，计算对应的 gSCR=3.44；又知临界广义短路比 CgSCR=SCR_0=3.30，故 β%=4.18%>β_0%=0，解析地判定当前参数下系统强度可以满足小扰动同步稳定性需求，稳定裕度为 β%=4.18%。其余 3 组算例作类似计算。

表 2 四种算例下的系统强度评估结果

Tab.2 Results of system strength assessment in four cases

算例	等值电感 L_{eq}	gSCR	CgSCR=SCR$_0$	系统强度 β%
1	0.114 p.u.	3.44	3.30	4.18%
2	0.135 p.u.	3.23	3.30	-2.50%
3	0.144 p.u.	3.13	3.30	-5.12%
4	0.164 p.u.	2.95	3.30	-10.5%

4.2 时域仿真对比验证

对比表 2 中的系统强度评估结果与后续的时域仿真结果，验证所提评估方法能否较为准确地得到送出系统强度。

表 3 列出了基于时域小信号分析计算得到的 4 组算例中送出系统主导特征值。结果显示，送出系统在 0-100Hz 频率范围内有一对弱阻尼模态，在参数变化过程中可能出现阻尼不足，引发振荡不稳定现象，其中算例 3 主导特征值阻尼比为零，系统处于临界失稳。相应地，图 8 依次给出了算例 1-4 的电磁暂态仿真波形。4 组算例均在仿真时间 T=4.0s 时，在送端 VSC-HVDC 接入节点处施加了 2%端电压跌落作为小扰动，并且在 0.02s 后清除扰动，观察了风电场 1-4 的并网母线电压幅值的响应曲线：算例 1 和算例 2 中的振荡按照不同阻尼比衰减，算例 1 的稳定裕度较大；算例 3 和算例 4 中的母线电压振荡持续，且算例 4 中的振荡发散（振荡频率为 18.7Hz 位于锁相环带宽内），系统失稳。

通过对比，上述时域仿真趋势与表 2 中的系统强度评估结果趋势一致。系统强度指标 β%值越小，主导特征值越向复平面右半部分移动，同时时域电压响应波形越容易出现振荡不稳定，系统稳定性越差。特别地，算例 3 中观察阻尼比为零的等幅振荡波形，实际系统处于临界失稳状态。在该稳定边界处，系统强度的评估结果 β%=−5.12%<β_0%=0 已判定为失稳，说明所提方法在稳定边界处的判定效果略有保守性。分析误差来源于送端 VSC-HVDC 电压源的等值过程，但较小的误差说明了所提出的系统强度评估方法可以满足工程需求。在实际应用时，有必要考虑其他不确定性因素，在评估结果的基础上增加裕度以作为工程参考。

此外，仿真结果的对比分析还显示了送出系统 gSCR 对于送端 VSC-HVDC 等值电感大小较为敏感，并呈现单调变化的趋势，即当等值电感大小从 0.114p.u.递增为 0.164p.u.时，gSCR 值从 3.44 下降到 2.95。这也说明了送端 VSC-HVDC 的双闭环电压控制参数变化对小扰动同步稳定性的影响可从系统强度的视角来分析，应通过提升 gSCR 的角度整定送端 VSC-HVDC 控制参数，避免由于不合适的某些参数集导致送端 VSC-HVDC 对电网支撑弱，引发振荡不稳定的情况。

表 3 四种算例下的系统主导特征值分析结果

Tab.3 Results of dominant eigenvalues in four cases

算例	等值电感 L_{eq}	主导特征值	稳定性
1	0.114 p.u.	$-2.23\pm j116.7$	稳定
2	0.135 p.u.	$-0.75\pm j117.2$	稳定
3	0.144 p.u.	$\pm j117.3$	临界失稳
4	0.164 p.u.	$1.85\pm j118.2$	失稳

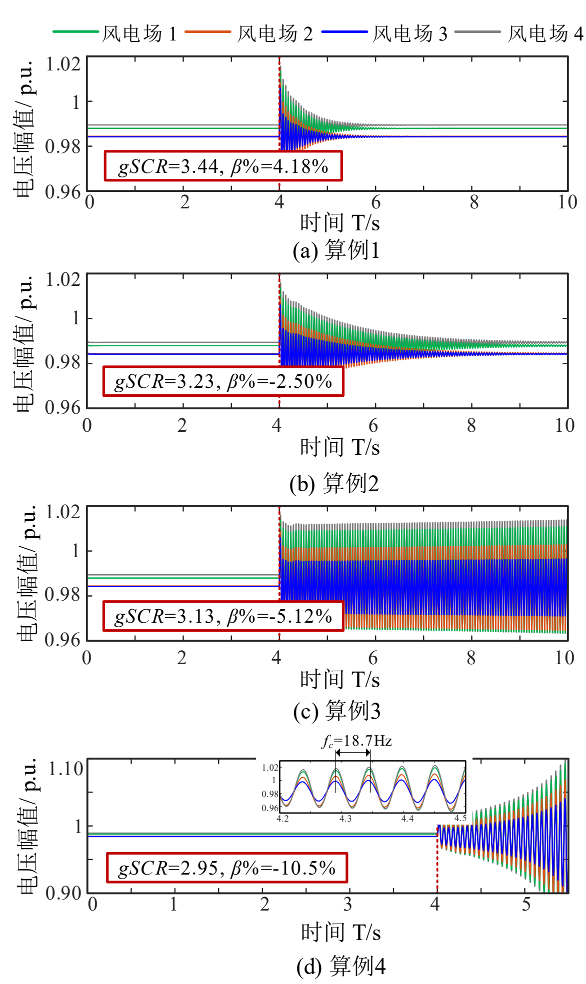


图 8 四种算例中风电场并网母线电压幅值时域波形

Fig. 8 Voltage amplitude of grid-connected bus of each wind farm in four time-domain simulation cases

5 结论

从静态电压稳定和小扰动同步稳定角度，提出了基于广义短路比的新能源基地柔性直流送出系统的强度量化分析方法。系统强度由新能源特性和电网特性的共同决定，并分别由新能源设备的临界短路比与组网型直流支撑的电网广义短路比量化，其相对值可用于筛选高失稳风险的系统参数和运行方式，满足快速量化当前运行点稳定裕度的工程需求。所提出的评估方法可计及受扰后柔性直流的电压支撑效果，是广义短路比在全电力电子送出系统中的推广应用。

从新能源和柔性直流控制参数角度如何提升新能源基地送出系统的强度，以及评估大扰动下的系统强度将是未来的研究工作。

附录 A 送端 VSC-HVDC 阻抗/导纳推导

根据图 3，送端 VSC-HVDC 在 dq 旋转坐标系下的交流侧线性化方程包括：

$$\begin{bmatrix}\Delta V_{cd}\\ \Delta V_{cq}\end{bmatrix}-\begin{bmatrix}\Delta U_{d}\\ \Delta U_{q}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}sL_{ac} & -\omega_0 L_{ac}\\ \omega_0 L_{ac} & sL_{ac}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\Delta I_{cd}\\ \Delta I_{cq}\end{bmatrix} \tag{A1}$$

$$\begin{aligned}\begin{bmatrix}\Delta U_{d}^{*}\\ \Delta U_{q}^{*}\end{bmatrix}=&\begin{bmatrix}G_I(s) & \omega_0 L_{ac}\\ -\omega_0 L_{ac} & G_I(s)\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\Delta I_{cd}\\ \Delta I_{cq}\end{bmatrix}-\\ &\begin{bmatrix}G_I(s) & \\ & G_I(s)\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\Delta I_{cd\mathrm{ref}}\\ \Delta I_{cq\mathrm{ref}}\end{bmatrix}+\begin{bmatrix}\Delta V_{cd}\\ \Delta V_{cq}\end{bmatrix}\end{aligned} \tag{A2}$$

$$\begin{bmatrix}\Delta I_{d}\\ \Delta I_{q}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}sC_{\mathrm{f}} & -\omega_0 C_{\mathrm{f}}\\ \omega_0 C_{\mathrm{f}} & sC_{\mathrm{f}}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\Delta V_{cd}\\ \Delta V_{cq}\end{bmatrix}+\begin{bmatrix}\Delta I_{cd}\\ \Delta I_{cq}\end{bmatrix} \tag{A3}$$

$$\begin{bmatrix}\Delta I_{cd\mathrm{ref}}\\ \Delta I_{cq\mathrm{ref}}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}G_V(s) & \omega_0 C_{\mathrm{f}}\\ -\omega_0 C_{\mathrm{f}} & G_V(s)\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\Delta V_{cd}-\Delta V_{d\mathrm{ref}}\\ \Delta V_{cq}-\Delta V_{q\mathrm{ref}}\end{bmatrix}+\begin{bmatrix}\Delta I_{d}\\ \Delta I_{q}\end{bmatrix} \tag{A4}$$

$$\begin{bmatrix}\Delta V_{d}\\ \Delta V_{q}\end{bmatrix}-\begin{bmatrix}\Delta V_{cd}\\ \Delta V_{cq}\end{bmatrix}=\underbrace{\begin{bmatrix}sL_{T} & -\omega_0 L_{T}\\ \omega_0 L_{T} & sL_{T}\end{bmatrix}}_{Z_T(s)}\begin{bmatrix}\Delta I_{d}\\ \Delta I_{q}\end{bmatrix} \tag{A5}$$

式中，$G_I(s)=K_{PI}+K_{II}/s$ 是电流内环 PI 控制传递函数。$G_V(s)=K_{PV}+K_{IV}/s$ 是交流电压外环 PI 控制传递函数。$I_{cd\mathrm{ref}}$ 与 $I_{cq\mathrm{ref}}$ 分别为内环电流 dq 轴参考值；有 $\Delta V_{d\mathrm{ref}}=\Delta V_{q\mathrm{ref}}=0$；升压变电纳为 $Y_T(s)=Z_T^{-1}(s)$。

联立式(A1)-(A4)的动态方程，送端 VSC-HVDC 中控制部分的导纳传递函数矩阵 $Y_{ac}(s)$为：

$$\begin{aligned}Y_{ac}(s)=&\frac{G_I(s)+sL_{ac}}{sL_{ac}}\begin{bmatrix}sC_{\mathrm{f}} & -\omega_0 C_{\mathrm{f}}\\ \omega_0 C_{\mathrm{f}} & sC_{\mathrm{f}}\end{bmatrix}+\\ &\frac{G_I(s)}{sL_{ac}}\begin{bmatrix}G_V(s) & \omega_0 C_{\mathrm{f}}\\ -\omega_0 C_{\mathrm{f}} & G_V(s)\end{bmatrix}\end{aligned} \tag{A6}$$

考虑到送端 VSC-HVDC 控制器 dq 坐标系的旋转角频率即为全局 xy 坐标系的同步旋转角频率 $\omega_0=100\pi$ rad/s，式(4)中从汇流母线看进去的送端 VSC-HVDC 导纳传递函数矩阵表示为：

$$Y_{VSC-HVDC}(s)=[Y_{ac}^{-1}(s)+Y_T^{-1}(s)]^{-1} \tag{A7}$$

进一步地，通过线性变换将同步旋转坐标系中的 dq 域阻抗转换到序域[17]下，即得到式(7)中送端 VSC-HVDC 从汇流母线看进去的序阻抗传递函数矩阵为：

$$Z_{VH\text{-}PN}(s)=T[Y_{VSC-HVDC}^{-1}(s)]T^{-1},T=\frac{1}{\sqrt{2}}\begin{bmatrix}1 & j\\ 1 & -j\end{bmatrix} \tag{A8}$$

式中，$Z_{VH\text{-}PN}(s)$是送端 VSC-HVDC 的 2×2 维序阻抗传递函数矩阵。T 是坐标变换矩阵。考虑到送端 VSC-HVDC 的双闭环电压控制结构是 dq 轴是对称的，因此序阻抗矩阵 $Z_{VH\text{-}PN}(s)$具有对角形式[17]，即：

$$Z_{VH-PN}(s)=\begin{bmatrix} Z_{VH}(s) & \\ & Z_{VHN}(s)\end{bmatrix} \tag{A9}$$

式中，$Z_{VH}(s)$ 与 $Z_{VHN}(s)$ 分别是送端 VSC-HVDC 正、负序阻抗传递函数。

图 A1 与图 A2 显示的扫频测量结果验证了式(A7)和式(A8)中导纳/阻抗解析模型的正确性。送端 VSC-HVDC 采用附录表 B1 参数，其解析模型与仿真测量结果一致，证明了建模的正确性。

此外，式(A6)可写为：

$$Y_{ac}(s)=\begin{bmatrix} sC_f & -\omega_0 C_f \\ \omega_0 C_f & sC_f\end{bmatrix}+\begin{bmatrix} Z_L(s) & \\ & Z_L(s)\end{bmatrix}^{-1} \tag{A10}$$
$$\triangleq Y_C(s)+Y_L(s)$$

式中，$Z_L(s)=sL(s)=sL_{ac}/(sC_fG_I(s)+G_I(s)G_V(s))$。

因此，式(A8)中的正序阻抗具有相应形式：

$$Z_{VH}(s)=Z_C(s)//Z_L(s)+Z_T(s) \tag{A11}$$

式中，$Z_C(s)=C_f/(s+j\omega_0)$ 为容性滤波器正序阻抗，$Z_T(s)=(s+j\omega_0)L_T$ 为变压器正序电抗，即得式(8)。

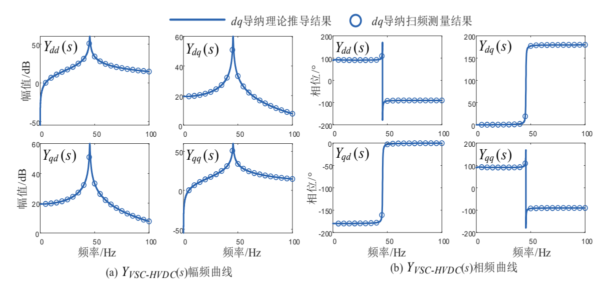


图 A1 同步旋转坐标系下送端 VSC-HVDC *dq* 域导纳频率曲线及其测量值

Fig. A1 Frequency curves and measured values of VSC-HVDC *dq*-domain admittance in the synchronous rotating frame

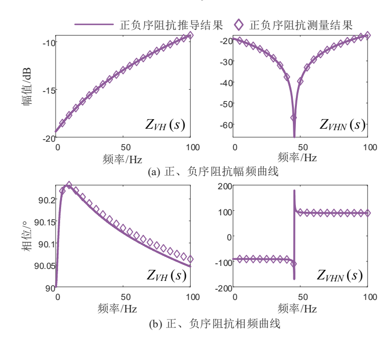


图 A2 同步旋转坐标系下送端 VSC-HVDC 序域阻抗频率曲线及其测量值

Fig. A2 Frequency curves and measured values VSC-HVDC sequence-domain impedance in the synchronous rotating frame

附录 B 仿真系统参数

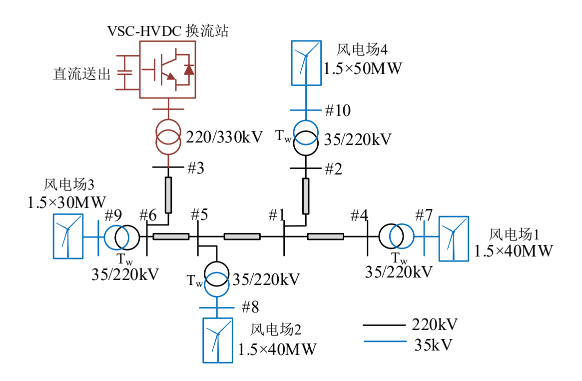


图 B1 多风电场经柔直送出系统单线图

Fig. B1 One-line diagram of wind plants with VSC-HVDC.

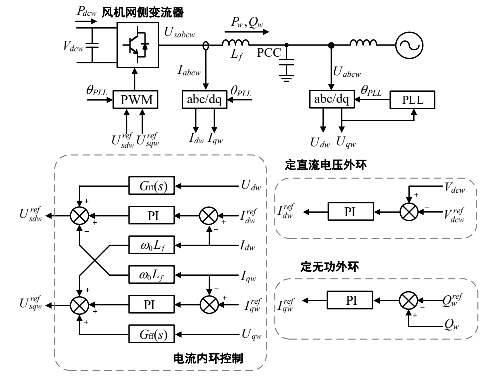


图 B2 直驱风机网侧变流器控制框图

Fig. B2 Control scheme of the grid-side inverter of the direct-drive wind turbine.

表 B1 送端 VSC-HVDC 控制参数

Tab.B1 Parameters of VSC-HVDC in sending-end system

控制方式	V-F 控制
送端柔直额定有功功率	240MW
额定汇流母线电压	220kV
额定直流母线电压	±320kV
升压变压器漏感 L_T	0.107 p.u.
换流电感 L_{ac}	0.05 p.u.
交流滤波器电容 C_f	0.04 p.u.
定电流内环 PI 参数	K_{PI}=0.8, K_{II} =12
定交流电压外环 PI 参数	K_{PV}=6, K_{IV}=10

表 B2 风机网侧变流器控制参数（自身容量基准下）

Tab. B2 Control parameters of grid-side inverter of wind turbine（under its own base value）

网侧变流器控制方式	定直流电压-定无功控制
风机额定有功功率	1.5MW
风机额定交流电压	0.69kV
额定直流电压	1.1kV
直流电容	0.0471 F
定直流电压外环 PI 参数	0.8, 20
定无功外环 PI 参数	0.5, 40
电流内环 PI 参数	0.3, 10
锁相环 PI 参数	121, 7306
电压前馈滤波时间常数	0.01 s

运行工况	单位功率因数(无功指令 Q_{ref}=0)
场站升压变压器漏抗 L_{Tw}%	13%

表 B3 风电场柔直送出系统线路参数

Tab. B3 Network data of wind farms with VSC-HVDC

线路编号	数值	线路编号	数值	线路编号	数值
L_{12}	0.0675 H	L_{14}	0.0338 H	L_{15}	0.0540 H
L_{36}	0.0338 H	L_{56}	0.0675 H		

参考文献

[1] 舒印彪，陈国平，贺静波，等. 构建以新能源为主体的新型电力系统框架研究[J]. 中国工程科学，2021, 23(6): 61-69.
SHU Yinbiao, CHEN Guoping, HE Jingbo, et al. Building a new electric power system based on new energy sources[J]. Strategic Study of CAE，2021，23(6)：61-69(in Chinese).

[2] 樊肖杰，迟永宁，马士聪，等. 大规模海上风电接入电网关键技术与技术标准的研究及应用[J]. 电网技术, 2022, 46(8): 2859-2870.
FAN Xiaojie, CHI Yongning, MA Shicong, et al. Research and Application of Key Technologies and Technical Standards for Large-scale Offshore Wind Farms Connecting to Power Grid[J]. Power System Technology, 2022, 46(8): 2859-2870(in Chinese).

[3] WANG W, LI G, GUO J. Large-Scale Renewable Energy Transmission by HVDC: Challenges and Proposals[J/OL]. Engineering, 2022: S2095809922004362.

[4] 董文凯,杜文娟,王海风.弱连接条件下锁相环动态主导的并网直驱风电场小干扰稳定性研究[J].电工技术学报,2021,36(03):609-622.
DONG Wenkai, DU Wenjuan, WANG Haifeng. Small-Signal Stability of a Grid-Connected PMSG Wind Farm Dominated by Dynamics of PLLs under Weak Grid Connection [J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2021,36(03):609-622(in Chinese).

[5] 邵冰冰，赵书强，裴继坤，等. 直驱风电场经 VSC-HVDC 并网的次同步振荡特性分析[J]. 电网技术, 2019, 43(9): 3344-3355.
SHAO Bingbing, ZHAO Shuqiang, PEI Jikun, et al. Sub-synchronous Oscillation Characteristic Analysis of Grid-connected DDWFs Via VSC-HVDC System[J]. Power System Technology, 2019, 43(9): 3344-3355(in Chinese).

[6] 王一凡,赵成勇,郭春义.双馈风电场孤岛经模块化多电平换流器直流输电并网系统小信号稳定性分析与振荡抑制方法[J].电工技术学报,2019,34(10):2116-2129.
WANG Yifan, ZHAO Chengyong, GUO Chunyi. Small Signal Stability and Oscillation Suppression Method for Islanded Double Fed Induction Generator-Based Wind Farm Integrated by Modular Multilevel Converter Based HVDC System [J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2019,34(10):2116-2129(in Chinese).

[7] 李光辉，王伟胜，郭剑波，等. 风电场经 MMC-HVDC 送出系统宽频带振荡机理与分析方法[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(18): 5281-5297+5575.
LI Guanghui, WANG Weisheng, GUO Jianbo, et al. Broadband Oscillation Mechanism and Analysis for Wind Farm Integration Through MMC-HVDC System [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(18): 5281-5297+5575(in Chinese).

[8] 马秀达,卢宇,田杰等.柔性直流输电系统的构网型控制关键技术与挑战[J]. 电力系统自动化,2023,47(03):1-11.
MA Xiuda, LU Yu, TIAN Jie, et al. Key Technologies and Challenges of Grid-forming Control for Flexible DC Transmission System [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023,47(03):1-11 (in Chinese).

[9] 徐政. 新型电力系统背景下电网强度的合理定义及其计算方法[J]. 高电压技术, 2022, 48(10): 3805-3819.
XU Zheng. Reasonable Definition and Calculation Method of Power Grid Strength Under the Background of New Type Power Systems [J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(10): 3805-3819 (in Chinese).

[10] 于琳，孙华东，赵兵，等. 新能源并网系统短路比指标分析及临界短路比计算方法[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(3): 919-929.
YU Lin, SUN Huadong, ZHAO Bing, et al. Short Circuit Ratio Index Analysis and Critical Short Circuit Ratio Calculation of Renewable Energy Grid-connected System[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(3): 919-929(in Chinese).

[11] 辛焕海，董炜，袁小明，等. 电力电子多馈入电力系统的广义短路比[J]. 中国电机工程学报，2016, 36(22): 6013-6027.
XIN Huanhai, DONG Wei, YUAN Xiaoming, et al. Generalized Short Circuit Ratio for Multi Power Electronic Based Devices Infeed to Power Systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(22): 6013-6027(in Chinese).

[12] 吴林林,李蕴红,于思奇，等.基于短路比指标的风电汇集系统稳定性分析[J]. 电力自动化设备,2022,42(08):72-78.
WU Linlin, LI Yunhong, YU Siqi, et al. Stability analysis of dense wind power area based on short circuit

ratio index [J]. Electric Power Automation Equipment, 2022,42(08):72-78(in Chinese).

[13] CIGRE Working Group B4.62, "Connection of wind farms to weak AC networks," TGS, CIGRE WG B4-62, 2017.

[14] Carson W．Taylor．电力系统电压稳定[M]．中国电力出版社，2002.

[15] 管敏渊，徐政．向无源网络供电的 MMC 型直流输电系统建模与控制[J]．电工技术学报, 2013, 28(2): 255-263.

GUAN Mingyuan, XU Zheng. Modeling and Control of Modular Multilevel Converter Based VSC-HVDC System Connected to Passive Networks[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(2): 255-263(in Chinese).

[16] 杨超然，宫泽旭，洪敏，等．外环动态影响下变流器广义阻抗判据的适用性分析[J]．中国电机工程学报, 2021, 41(9): 3012-3024.

YANG Chaoran, GONG Zexu, HONG Min, et al. Applicability Analysis of the Generalized-impedance Stability Criterion for Converters Considering the Outer-loop Dynamics[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(9): 3012-3024(in Chinese).

[17] 孙焜,姚伟,文劲宇．双馈风电场经柔直并网系统次同步振荡机理及特性分析[J].中国电机工程学报,2018,38(22):6520-6533.

SUN Kun, YAO Wei, WEN Jinyu. Mechanism and Characteristics Analysis of Subsynchronous Oscillation Caused by DFIG-based Wind Farm Integrated Into Grid Through VSC-HVDC System [J]. Proceedings of the CSEE, 2018,38(22):6520-6533(in Chinese).

[18] RYGG A, MOLINAS M, ZHANG C, et al. A Modified Sequence-Domain Impedance Definition and Its Equivalence to the dq-Domain Impedance Definition for the Stability Analysis of AC Power Electronic Systems[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2016, 4(4): 1383-1396.

[19] ROSSO R, ENGELKEN S, LISERRE M. Robust Stability Investigation of the Interactions Among Grid-Forming and Grid-Following Converters [J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2020, 8(2): 991-1003.

[20] 周瑀涵,辛焕海,鞠平.基于广义短路比的多馈入系统强度量化原理与方法：回顾、探讨与展望[J/OL].中国电机工程学报:1-16.

ZHOU Yuhan, XIN Huanhai, JU Ping. System Strength Quantification Principle and Method of Multi-infeed Systems Based on Generalized Short-circuit Ratio: Reviews, Discussions and Outlooks [J/OL]. Proceedings of the CSEE:1-16.

[21] Skogestad S，Postelethwaite I．Multivariable Feedback Control[M]．New York：Wiley Publishing，1996．

[22] 闵勇．电力系统稳定分析[M]．清华大学出版社:,201610.222.

[23] 吴琛,刘晨曦,黄伟,等.提升新能源电力系统稳定性的构网型变流器选址定容方法[J/OL]．电力系统自动化 :1-8.

WU Chen, LIU Chenxi, Huang Wei, et al. Siting Selection and Capacity Determination Method of Grid-forming Converters for Improving Stability of Renewable Energy Power System[J/OL]. Automation of Electric Power Systems: 1-8 (in Chinese).

作者简介

马富艺龙 男，1996 年生，博士研究生，研究方向为新能源并网稳定分析与控制。

E-mail：12210001@zju.edu.cn

辛焕海 男，1981 年生，教授，博士生导师，研究方向为交直流系统稳定分析与控制、新能源并网稳定分析与控制。

E-mail：xinhh@zju.edu.cn（通信作者）

Small-Disturbance System Strength Assessment Method for Renewables VSC-HVDC Delivery System

Ma Fuyilong[1] *Xin Huanhai*[1] *Liu Chenxi*[1] *Li Shiyang*[2] *Yuan Hui*[1] *Dai Jiang*[3]

（1. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027 China）

（2. Electric Power Research Institute, CSG, Guangzhou 510663 China）

（3. Guizhou Power Dispatching Center, Guiyang 550002 China）

Abstract The term system strength is used to describe the voltage response performance under a disturbance and rapidly quantify stability margin. The inverter-based resources in the system generally apply the grid-following control scheme and need to adapt to the current system strength; otherwise, sub-synchronous oscillations or even voltage collapse accidents are likely to occur. Therefore, it is necessary to accurately measure the system strength to ensure the safety and stability of the

renewables system. The system strength indicated by short-circuit ratio (SCR) has provided an effective and intuitive reference for grid operators for a long time. However, the existing SCR-based methods rely on the premise that synchronous generators provide short-circuit capacity or voltage support. Due to this premise, these methods are unsuitable for renewables delivery systems with voltage source converter-based high voltage direct current (VSC-HVDC), where all apparatuses are power-electronic interfaces and no synchronous generators provide short-circuit capacity. It is a challenge to assess the system strength expediently and quantify the stability margin rapidly in the renewables VSC-HVDC delivery system (RVDS). As a result, this paper aims to respond this challenge and propose the system strength evaluation method in terms of small-disturbance analysis.

Firstly, to describe the bus voltage response performance under a small disturbance, the sensitivity transfer function matrix of the bus voltage to the renewables multi-feed current is derived based on linearization analysis, and the closed-loop characteristic equation can be accordingly formed. With the bus voltage as output variable, the relationship between the voltage performance and static voltage stability/ small-disturbance synchronous stability of RVDS can be described by the closed-loop characteristic equation. Secondly, the generalized short-circuit ratio (gSCR) is extended into the RVDS based on the voltage-source equivalent analysis of VSC-HVDC; Then, a source-grid separation method is presented to evaluate the system strength of RVDS by combining the apparatus critical SCR and the generalized short-circuit ratio. Finally, the proposed method is verified by simulation in multiple wind plants with VSC-HVDC. Simulation results show that the proposed system strength assessment is consistent with the trend of time-domain eigenvalues and electromagnetic transient analysis results; the stronger system strength indicates the lower instability risks. Furthermore, the voltage-supporting characteristics of VSC-HVDC can be analyzed from the perspective of system strength, and the influence of parameters variation of the voltage-current control loop of VSC-HVDC can be interpreted as the variation of gSCR. Improper parameter sets of VSC-HVDC that weaken the system should be avoided, which may trigger the subsynchronous oscillations.

The following conclusions can be drawn: 1) The gSCR of RVDS essentially represents the sensitivity of power networks, reflecting the comprehensive electrical distance between the busbar and the equivalent voltage source for multiple renewable plants. It is independent of the short-circuit current analysis based on the existence of synchronize generators. Therefore, it can adapt to the renewable energy base without the traditional support from synchronous generators. 2) The gSCR can consider the dynamic voltage support characteristics of VSC-HVDC under different voltage control parameters and be suitable for static voltage stability and small-disturbance synchronous stability analysis. It is the extension of the generalized short-circuit ratio theory in RVDS; 3) The system strength of RVDS can be quantified by the relative difference value between the gSCR and apparatus critical SCR, which is convenient for collaborative implementation from both the resource and the network sides and helps to quickly screen and keep away from the system operations with high instability risks.

Keywords: System strength, generalized short-circuit ratio, renewable energy base, multiband stability, transmission limit